УДК 550.81

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДЕВОНСКО-КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ НА ПРИМЕРЕ АСТРАХАНСКОГО СВОДА

PETROLEUM POTENTIAL OF THE DEVON'S COAL DEPOSITS OF THE NORTH-WEST PRI-CASPY BY THE EXAMPLE OF THE ASTRAKHAN VAULT

©Быстрова И. В.
канд. геол.-минерал. наук
Астраханский государственный университет
г. Астрахань, Россия, bystrova1948@list.ru
©Bystrova I.
Ph.D., Astrakhan State University
Astrakhan, Russia, bystrova1948@list.ru
©Смирнова Т. С.
канд. геол.-минерал. наук
Астраханский государственный университет
г. Астрахань, Россия, tatyana.smirnova@asu.edu.ru
©Smirnova T.
Ph.D., Astrakhan State University
Astrakhan, Russia, tatyana.smirnova@asu.edu.ru
©Бычкова Д. А.
Астраханский государственный университет
г. Астрахань, Россия, serebryakov-74@mail.ru
©Bychkova D.
Astrakhan State University
Astrakhan, Russia, serebryakov-74@mail.ru
©Мелихов М. С.
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина
г. Москва, Россия, mr.m_m_s@mail.ru
©Melikhov M.
Gubkin Russian State University of Oil
and Gas (National Research University)
Moscow, Russia, mr.m_m_s@mail.ru

Аннотация. В представленной статье приведен анализ современного состояния ресурсной базы углеводородов Северо–Западного Прикаспия на примере Астраханского свода. Обосновывается момент заложения данной структуры. Проанализированы научные материалы о строении и составе докембрийского фундамента на базе геофизических данных. Детализированы закономерности кристаллического фундамента и осадочного чехла. Оценен высокий нефтегазоносный потенциал и выявлены перспективы визейско–башкирского комплекса отложений на территории Астраханского свода. Дается характеристика Астраханского газоконденсатного месторождения и обосновывается выделение четырех сегментов: Левобережный, Имашевский, Центрально–Астраханский, Правобережный. Установлены притоки нефти в отложениях серпуховского и башкирского ярусов на ряде

скважин. Обоснованы и раскрыты перспективы в нефтегазоносном отношении Харабалинско–Еленовской зоны поднятий. Оценены потенциальные запасы этой группы поднятий в пределах выявленных месторождений. Общая оценка перспективных запасов составляет 186 млн т условного топлива. Приводятся результаты анализа данных бурения и сейсморазведки, что позволяет более детально охарактеризовать разрезы по скважинам. Следовательно, дальнейшие перспективы нефтегазоносности девонско–каменноугольных отложений Северо–Западного Прикаспия связаны с подсолевыми глубокопогруженными отложениями Астраханского свода.

Abstract. The article presents the analysis of the modern condition of the coal's resource base of the North–West Pri–Caspy by the example of the Astrakhan vault. The moment of the laying of this structure is proved here. The scientific materials on the structure and the composition of the Pre–Cambrian basement are explored due to the geophysical information. The conformity to natural laws of the crystal basement and the sedimentary cover is detailed in this article. The high level of the petroleum potential has a great rating. The prospects of the Visean–Bashkir complex's deposits on the territory of the Astrakhan vault is estimated due to the whole analysis of the problem. There is the characteristic of the Astrakhan gas–condensate field. There are four segments: the Left Bank, the Imashevsk, the Central–Astrakhan and the Right Bank. The oil inflows are determined in the Serpukhov's and Bashkir's layers in the deposits on the number of the wells. The prospects of the petroleum potential of the Kharabalinsky–Elenovskaya elevating zones are substantiated and examined in this article. The general estimation of the promising stock is 186 mln. a tonne of the conventional fuel. There are the results of the drilling dates and the results of the seismic survey. It is allowed to characterize in the details all the incisions at the well. Therefore, the future prospects of the petroleum potential of the Devon–Coal deposits of the North–West Pri–Caspy are associated with the subsalt deep deposits of the Astrakhan vault.

Ключевые слова: Астраханский свод, девонско-каменноугольный комплекс, осадочный чехол, фундамент, девонские отложения, структурный этаж, подсолевой палеозой, Астраханский блок, газоконденсат, ловушка, антиклинальная складка, фильтрационно-емкостный состав, коллектор, кольматированные тела, извлекаемые запасы, газоконденсатная залежь, сейсмический профиль, дислоцированность пород.

Keywords: The Astrakhan vault, the Devon-Coal complex, the sedimentary cover, the basement, the Devon's deposits, the structural furrow, the filtration-capacity composition, the manifold, the climatronic solid, the extracted reserves, the gas-condensate's deposit, the seismic profile, the dislocation of the rock.

Современное состояние и тенденции развития ресурсной базы природных горючих ископаемых (нефть, газ и газовые конденсаты) в мире и на территории России, характеризуется ростом доли разрабатываемых запасов, которыне в основном приходятся на глубокозалегающие комплексы. Согласно современным представлениям, основные потенциальные ресурсы углеводородов (УВ) Прикаспийской впадины (Астраханский свод) связаны с перспективными девонско–каменноугольными комплексами.

Астраханский свод расположен на Восточно–Прикаспийском геоблоке. По результатам геолого–геофизических исследований и анализу научных работ и по мнению многих исследователей считается, что эта структура заложилась в позднепротерозойское время и присоединилась к докембрийской Восточно–Европейской платформе в результате кадомской орогении [1–3]. Свод является структурой II-го порядка южной прибортовой зоны

Прикаспийской впадины. Максимальная мощность осадочного чехла ее центральной части достигает 22–24 км. По возрасту породы, заполняющие данную впадину представлены палеозойскими отложения, на которые приходится 60%, мезозойские — 30% и более молодые осадки — 10%. Общий объем перечисленных отложений превышает 4 млн км^3 [2, 4].

На данный момент представления о строении и составе фундамента Астраханского свода основываются в основном на геофизических данных, потому что он пока не вскрыт бурением (Рисунок). Анализ материалов по профилю «Батолит» докебрийский фундамент под сводом в его левобережной части залегает на глубине 8 км (С. Л. Костюченко). На базе других проведенных исследований выявлено что ниже отражающего горизонта IIП, который условно принято сопоставлять с подошвой девонских отложений, где отмечается неупорядоченная сейсмическая запись, что характерно для комплекса консолидированной коры. Следовательно, это позволяет подтвердить о примерном совпадении в левобережье свода кровли фундамента с подошвой девона. Под поверхностью предполагаемого «сейсмического» фундамента выявлены наиболее распространенные образования с плотностью от 2,65 до 2,71 г/см^3 со средними значениями около 2,67 г/см^3. Отметки их намагниченности варьируют от 2,17 до 2,77 А/м при средних показателях около 2,51 А/м. По данным геофизических исследований породы с плотностью около 2,63 г/см^3 имеют меньшую площадь распространения. Эти породы скорее всего представлены кристаллическими сланцами и гнейсами [4–6]. Прикаспийская впадина является одной из крупнейших областей развития соляной тектоники. На кристаллическом фундаменте залегает мощный осадочный чехол, в строении которого выделяются четыре крупных структурных этажа: подсолевой палеозойский, соленосный кунгурский, надсолевой верхнепермско–палеогеновый и неоген–четвертичный.

Центральное доминирующее положение в пределах вершин свода занимает валообразное Астраханское поднятие, оконтуренное стратоизогипсой минус 4200 м и имеющее размеры 110×40 км с амплитудой >350 м. С этим поднятием связано Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ). Свод является структурой II-го порядка южной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Максимальная мощность осадочного чехла ее центральной части достигает 22–24 км. По возрасту породы, заполняющие данную впадину представлены палеозойскими отложения, на которые приходится 60%, мезозойские — 30% и более молодые осадки — 10%. Общий объем перечисленных отложений превышает 4 млн км^3 [5, 7].

Астраханский блок фундамента характеризуется высоким нефтегазовым потенциалом. Согласно оценкам разведанные ресурсы УВ составляют лишь 30%. Основные перспективы поиска месторождений нефти и газа связываются с визейско–башкирским комплексом отложений. Признаки нефтегазоносности отмечены и в нижележащих верхнефранско–турнейском, нижне–среднефранском карбонатными и нижнесреднедевонском нефтегазоносных комплексах.

Наиболее приподнятой частью Астраханского карбонатного массива по кровле башкирских отложений является Аксарайский вал, на схеме он ограничен скважинами 72 Астраханская — 7 Астраханская. Эта часть свода является наиболее изученной [1, 8].

Рисунок. Тектоническая схема юго–западной части Прикаспийской впадины

В пределах Аксарайского вала в отложениях башкирского яруса открыто крупнейшее месторождение газоконденсата — Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) с перспективными запасами газа порядка 6 трлн м^3 и конденсата около 1 млрд т. Согласно оценкам приведенным в Российской газовой энциклопедии разведанные запасы газа месторождения по категориям А+В+C_1 составляют 2711,5 млрд м^3, C_2− 1062,4 млрд м^3. В составе месторождения выделяется четыре сегмента:

–Левобережный — расположен в пределах левобережной (относительно реки Волга) части Аксарайского вала. Здесь расположен эксплуатационный участок месторождения;

–Имашевский — расположен в юго–восточной части Астраханского свода;

–Центрально–Астраханский — расположен в пределах междуречья Волга–Ахтуба;

–Правобережный — расположен в пределах правобережной части Аксарайского вала.

В результате проведенных геологических изысканий, в девяностые годы прошлого века, в отложениях башкирского яруса были открыты два средних месторождений по запасам газоконденсата. Ловушки представляют собой антиклинальные складки, расположенные в восточной, присклоновой части Астраханского свода: Алексеевское и Табаковское месторождения.

В начале XXI века в пределах Правобережной палеотеррасы, в отложениях башкирского яруса открыто крупное Западно–Астраханское месторождение, связанное с зоной очаговой трещиноватости (ЗОТ).

Освоение и доразведка месторождений Астраханского свода в значительной степени осложняется резкой изменчивостью фильтрационно–емкостных свойств коллектора. Если по результатам ретроспективной оценки погрешность структурных построений не превышает 2% (в среднем составляет 30 м), то при решении задачи прогнозирования фильтрационно–емкостных свойств башкирского коллектора таких успехов достичь пока не удалось [9].

Прямые притоки нефти в отложениях серпуховского и башкирского возрастов, полученные в скважинах №№1 Харабалинская, 1–2 Георгиевские, 6 Южно–Астраханская. Открытие Западно–Астраханского, Еленовского, Табаковского месторождений показывают, что потенциал визейско–башкирского комплекса отложений остается до конца недоразведанным.

Перспективным направлением является оконтуривание ловушек УВ, связанное с антиклинальными поднятиями в периферической части Астраханского свода и расположенных в зонах с удовлетворительными и улучшенными фильтрационно–емкостными свойствами (ФЕС) в соответствие с прогнозной схемой. При проведении работ, здесь важным является исключение участков, связанных с кольматированными телами. Последние имеют значительное распространение по площади. Это прежде всего Харабалинско–Еленовская группа поднятий [10].

Протяженность зоны поднятий составляет более 100 км. В ее пределах выявлено пять структур. В двух из них открыты средние по запасам месторождения газоконденсата (Алексеевское, Табаковское) с извлекаемыми запасами газа соответственно 25 млрд м^3 конденсата и 30 млрд м^3 конденсата. Площадь Еленовской структуры составляет 15,4 км^2, амплитуда 159 м. Запасы Еленовской площади составляют 18 079 млн м^3 свободного газа и 508 тыс т конденсата. При опробовании интервала 3952–3962 м, 3966–3976 м скважины 2 получен приток газоконденсата дебитом 800 тыс. м^3/сут, что свидетельствует о наличии газоконденсатной залежи. Это же подтверждается результатами испытания скважин №№2 и 3 Еленовских. Отметим, что Алексеевское месторождение расположено в зоне с удовлетворительными параметрами ФЕС. В тоже время, наличие трещиноватости, возникновение которой вызвано тангенциальными напряжениями при формировании складчатых структур, обеспечило для скважины №2 Еленовская хорошие коллекторские свойства. Две другие скважины (№№3 и 4 Еленовские) характеризуются удовлетворительными ФЕС.

Скважина Табаковская, расположенная в зоне с хорошими и удовлетворительными ФЕС, таковыми параметрами и характеризуется.

В пределах Харабалинской структуры (скв. №1 Харабалинская), являющейся частью Харабалинско–Еленовской группы поднятий, получены прямые признаки нефти из каменноугольных отложений. В скважине 1-Харабалинская, в интервале 4629–4812 м, отмечены интересные особенности газовой фазы закрытых пор, свидетельствующие о том, что этот интервал заслуживает опробования и прогнозируется, как объект нефтяного или конденсатного характера. Опробование выполнено в открытом стволе в интервале 4698–4610 м низкокачественно, вследствие плохого технического состояния скважины. Получен слабый приток нефти дебитом 200 л/сутки. Харабалинское поднятие — самостоятельная антиклинальная ловушка площадью ≈ 35 км^2, амплитудой 150 м.

Потенциальные запасы Харабалинско–Еленовской группы поднятий (без учета уже открытых месторождений) могут быть оценены исходя из общей плотности запасов УВ в пределах выявленных месторождений (Астраханского ГКМ, Центрального ГКМ и Правобережного ГКМ, Алексеевского и др.), которые в среднем составляют 1,24 млн т условного топлива (нефтяной эквивалент) на 1 км^2 площади.

Суммарная площадь структур Харабалинско–Еленовской группы поднятий (без учета открытых месторождений) составляет порядка 150 км^2. Общая оценка перспективных запасов составит 150×1,24 = 186 млн т условного топлива [3].

При этом возможно выявление не менее трех новых аналогичных объектов, при сгущении сети сейсмических профилей.

Вдоль северной (правобережной) и северо–западной периферии Астраханского свода по редкой сети региональных сейсмических профилей выявлены самостоятельные антиклинальные структурные формы, которые могут быть связаны как со складчатостью карбонатной плиты, так и наличием самостоятельных барьерных рифовых построек.

Нижне–среднедевонский нефтегазоносный комплекс:

По сейсмическим данным по кровле рассматриваемого комплекса в пределах Правобережной части Астраханского свода выделяется крупное антиклинальное поднятие амплитудой 200 м [11].

В скважине №2 Девонская, расположенной в пределах периферии структуры при бурении интервала 6570–6577 м установлена газоносность нижнего, преимущественно терригенного комплекса (эйфельский ярус) отложений. Коллектора представлены маломощными прослоями песчаников и алевролитов, а также пропластками карбонатных пород эйфельского яруса среднего девона, и эмского яруса нижнего девона. Песчаники в основном мелкозернистые, низкопоровые. Карбонатные породы трещиноватые и по данным исследования керна обнаруживают прямую связь с биогермообразованием. При благоприятных условиях они способны обеспечить достаточно высокую эффективную емкость коллектора.

Детальный анализ волнового поля показывает, что для рассматриваемой толщи характерны локальные неоднородности. По мнению ряда специалистов, такие неоднородности могут быть связаны с рифами. Последние могли формировать колонии на относительно высоких конусах разрушенных вулканических построек. Возможно, что ядро рифогенного тела располагается в наиболее приподнятой части этой структуры, в районе скважины №3 Девонская. Ожидаемая глубина вскрытия объекта 6300 м. По техническим причинам скважина не достигла проектного забоя, что не позволяет достаточно однозначно ответить на вопрос газоперспективности рассматриваемого комплекса отложений.

Коллекторами являются маломощные прослои песчаников и алевролитов нижней части живетского яруса, а также пропластки карбонатных пород эйфельского яруса среднего девона и эмского яруса нижнего девона. Песчаники, в основном, мелко и тонкозернистые, низкопоровые, слабопроницаемые.

Важным направлением поисковых работ по поиску ловушек УВ в нижнедевонско–среднефранских отложениях является исследования юго–восточного продолжения территории Астраханского поднятия, включая Каракульско–Смушковскую зону поднятий (КСЗП) — как части Астрахано–Джамбайской девонской платформы. По сейсмическим данным толща нижнедевонско–среднефранских отложений в юго–восточной части Астраханского поднятия, включая Каракульско–Смушковскую зону поднятий (КСЗП), характеризуется в целом мощностью порядка 1200–1300 метров, и лишь на крайнем юге КСЗП происходит ее резкое сокращение и исчезновение сейсмических границ в волновом поле, характеризующем складчатое основание кряжа Карпинского. В пределах КСЗП отложения, по сравнению с вышележащими верхнефранско–башкирскими, характеризуются слабой дислоцированностью. В целом, в этой части Астраханского поднятия строение земной коры практически не исследовано геофизическими методами.

Нижне–среднефранский нефтегазоносный комплекс вскрыт в ряде скважин:

–в №1 Девонская, пробуренной в пределах вершинной части антиклинального поднятия получен приток метанового газа (глубина 6183 м);

–в №1 Северо–Астраханская, вскрывшей эти отложения в пределах северной периферии структуры получен приток метанового газа (глубина 6330 м).

В целом, наиболее приподнятая часть Астраханского свода по сейсмическому горизонту II П′ оконтуривается изогипсой 6100 м, представляет собой крупную антиклинальную структуру. В ее пределах по кровле нижне–среднефранских отложений выделяются две вершины оконтуриваемые изогипсами минус 5900 м. В первом объекте, площадью более 120 км^2, вскрыты продуктивные отложения скважинами №1 Д и №1 Северо–Астраханская. Во втором объекте, площадью 200 км^2, отложения описываемого комплекса вскрыты скважинами №№3 Девонская, 2 Еленовская, 1 Табаковская [11].

Нижнедевонско–среднефранские отложения являются наименее изученным бурением и сейсморазведкой. Отложения в разной степени освещены скважинами №№1–3 Девонские, 2 Володарская, 1 Северо–Астраханская, 1 Правобережная.

По результатам анализа данных бурения и сейсморазведки установлено:

–наличие региональной покрышки (доманиковские фации, отложения семилукско–саргаевского горизонтов) в средне–верхнефранских отложениях;

–наличие зональной покрышки в кровле живетских отложений среднего девона (старооскольский надгоризонт).

В процессе бурения, а также результатов опробования пластов в толще описываемых отложений были получены притоки и признаки УВ.

Верхнефранско–турнейский нефтегазоносный комплекс вскрыт незначительным количеством скважин, в которых получены признаки УВ.

В скважине №2 Володарская, с забоем 5974 м из отложений верхнефранского подъяруса верхнего девона, в процессе буровых работ, был получен аварийный приток нефти. В скважине №1 Табаковская, из отложений верхнефранского подъяруса (с глубины 5623–5685 м), получен приток газа и отмечены пленки нефти. В скважине №1-Правобережная испытателем пластов из фаменских отложений верхнего девона (с глубины 5450 м) получен приток газа дебитом 140 тыс. м^3/сут и отмечены газопроявления на глубине 5612 м (фаменские отложения) и на глубине 5911 м (франские отложения).

По данным исследования материалов ГИС и керна, повышенными коллекторскими свойствами выделяются фаменские отложения. Вскрытый разрез характеризуется карбонатными органогенными известняками с высокими поровыми показателями (скв. №№1 Табаковская, 1 Володарская, 1–3 Девонские, 1 Правобережная), что делает эти отложения наиболее интересными [12].

Отсутствие надежных покрышек в пределах центральной части свода вероятно не способствовали сохранности залежей УВ.

В тоже время предполагается увеличение доли терригенных отложений и формирование зональных покрышек в турнейских трансгрессионных отложениях в периферийных частях свода. Выделенные по данным сейсмических исследований рифогенные тела вдоль восточной периферии свода (в пределах Северной группы поднятий), могут представлять также значительный интерес в связи с возможным наличием здесь зональной терригенной покрышек турнейского возраста.

Верхневизейско–башкирский нефтегазоносный комплекс разделяется на проницаемый подкомплекс верхнего визея и башкирский подкомплекс. Перспективность первого связана с высокопоровыми коллекторами алексинского горизонта. Фильтрационные свойства пород определяются высокой степенью доломитизации известняков и их выщелачиванием. Опыт бурения на северо–восточной периферии Астраханского свода свидетельствует о проявлении подобных вторичных процессов и в веневско–михайловских отложениях. Покрышкой подкомплекса являются плотные глинистые известняки михайловско–веневского и терригенно–карбонатные отложения серпуховского возрастов [3].

Продуктивные нижнекаменноугольные отложения в скважине №3-Р Заволжская вскрыты на глубине 4260 м, что на 160 м ниже контура АГКМ, газ малосернистый, а в скважине №1-Р Астраханская (бывшая Ширяевская) с глубин 4740-4760 м был поднят керн, пропитанный нефтью, и получен слабый приток нефти.

При испытании верхневизейских отложений в скв. №1 Астраханская в интервале 4740-4770 м получен приток пластовой воды дебитом 150 м^3/сут и газа с расчетным дебитом около 1,0–1,5 тыс.м^3/сут, в интервале 4650–4670 м получен приток пластовой воды с пленками нефти.

В скважине №3 Заволжская при опробовании интервала 4304–4260 м получен приток газа дебитом 20 тыс.м^3/сут.

В склоновых зонах Астраханского свода отмечены нефтепроявления из подсолевых отложений на Харабалинской (скв. №1-Р) и Георгиевской (скв. №1) площадях.

В скважине №1 Харабалинская при испытании в открытом стволе интервалов 4698–4684 м, 4670–4650 м, 4590–4580 м получены притоки воды с пленками нефти.

В скважине №1 Георгиевская при опробовании северо–кельтменских отложений в интервале 4392–4346 м получен приток пластовой воды с нефтью и газом.

На Табаковской площади интервал 3890–3980 м характеризуется наличием высокоемких газонасыщенных известняков с пористостью до 20%. При испытании пластоиспытателем в ходе бурения интервала 3859–3985 м получен приток газа дебитом 377 тыс м^3/сут.

В скважине №2 Еленовская при испытании пластоиспытателем на трубах интервала 4040–4180 м (верхний визей) в открытом стволе получен приток газа дебитом 154 тыс м^3/сут. При испытании в эксплуатационной колонне интервала 4044–4068 м получен приток газа дебитом 260 тыс м^3/ сут. При совместном испытании на приток интервалов 3952–3962 м и 3966–3976 м получен промышленный газ дебитом около 500 тыс м^3/сут.

Интервал залегания башкирского яруса в разрезе скважины №4 Еленовская по данным ГИС оценивается как газонасыщенный. При испытании в эксплуатационной колонне интервала 4043–4063 м получен приток газа дебитом 40–45 тыс м^3/сут.

По результатам бурения скважин №№2, 3, 4 Еленовские в башкирском комплексе установлена и оконтурена газоконденсатная залежь, запасы по категории C_1+C_2 утверждены в объеме 13049,68 млн м^3.

В пределах АГКМ установлены нефтепроявления из филипповских отложений, приуроченных к сульфатно–карбонатной пачке в нижней части разреза нижней перми [2, 12].

Нефтегазоперспективными являются и надсолевые отложения, от пермо–триасовых до меловых отложений включительно. Наибольшие перспективы связываются с юрскими отложениями. Так, к северу от изучаемого Еленовского участка в отложениях средней юры было открыто нефтяное месторождение на Верблюжьей площади.

Таким образом, в пределах Астраханского свода доказанная нефтегазоносность, включая признаки нефтегазоносности, лежат в стратиграфическом интервале от меловых до среднедевонских (эйфельский ярус) отложений. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с подсолевыми терригенно–карбонатными отложениями каменноугольного и девонского возраста и, по существу, ограничиваются лишь техническими возможностями бурения сверхглубоких скважин в пределах известных месторождений и перспективных структур.

Список литературы:

1. Волож Ю. А. Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
2. Воронин Н. И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины. Астрахань: изд-во АГТУ, 2004. 163 с.
3. Варламов А. И., Лоджевская М. И. Углеводородный потенциал глубокозалегающих отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира // Материалы первых Кудрявцевских чтений: Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. М.: ЦГЭ, 2012.
4. Переслегин М. В. Палеотектонический анализ Астраханского месторождения - как метод выявления высокопродуктивных зон // Современные вопросы геологии. М.: Научный мир, 2002. С. 115-118.
5. Быстрова И. В. Палеотектонический анализ юрско-мелового комплекса Северо-Западного Прикаспия в связи с нефтегазоносностью: дисс. … канд. геол.-минерал. наук. Ставрополь, 2001. 188 с.
6. Пыхалов В. В. Определение новых нефтегазоперспективных направлений на основе геологической модели Астраханского свода: дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 2015. 398 с.
7. Мерчева В. С., Быстрова И. В. Рациональное природопользование в условиях разработки нефтегазовых месторождений Прикаспия // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. №6. С. 10-16.
8. Воронин Н. И. Палеотектонические критерии прогноза и поиска залежей нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины и прилегающих районов Скифско-Туранской платформы). М.: ЗАО Геоинформмарк, 1999. 288 с.
9. Цыганкова В. А., Манцурова В. Н. Новые данные о геологическом возрасте досреднедевонского комплекса пород Волгоградского Поволжья. М.: ДАН, 1990. Т. 315. №5. С. 1206-1208.

10. Сухорев, Г. П. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений в Астраханском своде // Геология нефти и газа. 2004. №3. 90 с.

11. Пыхалов В. В. Районирование геологического разреза по подсолевым отложениям Астраханского свода по параметрическому волновому полю // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2004. №4 (23). С. 171-175.

12. Федорова Н. Ф., Мерчева В. С., Быстрова И. В., Федорова А. А. Организация эколого-динамического мониторинга на Астраханском газоконденсатном месторождении // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2013. №9. С. 29-37.

References:

1. Volozh, U. A. (2008). The Astrakhan carbonate massive. The structure and the petroleum potential. Moscow, Nauchnyi mir, 221

2. Voronin, N. I. (2004). The peculiar properties of the geological strucure and the petroleum potential of the South-West part of the Pri-Caspian hollow. Astrakhan, PC of the ASTU, 163

3. Varlamov, A. I., & Lodzhevskaya, M. I. (2012). The hydrocarbon potential of the deep-seated deposits of the sedimentary cover of the world's oil and gas pool. *The first Kudryavsesk's readings: Russian conference in the depth genesis of the oil. Moscow, CSE*

4. Pereslegin, M. V. (2002). The paleotectonical analysis of the Astrakhan oilfield as the method of the detection of the highly productive area. *The modern questions of the geology. Moscow, Nauchnyi mir, 115-118*

5. Bystrova, I. V. (2001). The paleotectonical analysis of the Jurassic-Cretaceous complex of the North-West Pri-Caspy due to the petroleum potential: diss. the cand. of the geol.-mineral sciences: 25.01.12 it was defended 21.06.01: it was approved 25.06.01. Stavropol,188

6. Pykhalov, V. V. (2015). The definition of the new oil and gas directions on the basis of the geological model of the Astrakhan composition.: diss. the doctor of the geol.-mineral siences. Moscow, 398

7. Mercheva, V. S., & Bystrova, I. V. (2014). The environmental management in the terms of the development of the oil and gasfields of the Pri-Caspy. *Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse,* (6), 10-16

8. Voronin, N. I. (1999). The paleotectonical criterias of the forecast and the search of the oil and gas deposits (by the example of the Pri-Caspian hollow and the surroundings areas of the Scythian-Turan platform). Moscow, Geoinformmark, 288

9. Tsygankova, V. A., & Mantsurova, V. N. (1990). The new information on the geological age of the middle of the Devon's complex of the species of the Volgograd Volga region. Moscow, DAS, 315, (5), 1206-1208

10. Sukharev, G. P. (2004). The petroleum prospects of the Devon's deposits in the Astrakhan composition. *Geologiya nefti i gaza,* (3), 90

11. Pykhalov, V. V. (2004). The geological zoninng of the slit in the pre-salt deposits of the Astrakhan composition on the parametric wave's field. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta,* (4), 171-175

12. Fedorova, N. F., Mercheva, V. S., Bystrova, I. V., & Fedorova, A. A. (2013). The organization of the eco-dynamic monitoring on the Astrakhan gas-condensate field. *Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse,* (9), 29-37

Работа поступила в редакцию 20.09.2017 г.

Принята к публикации 24.09.2017 г.

Ссылка для цитирования:

Быстрова И. В., Смирнова Т. С., Бычкова Д. А., Мелихов М. С. Нефтегазоносность девонско-каменноугольных отложений северо-западного Прикаспия на примере Астраханского свода // Бюллетень науки и практики. Электрон. журн. 2017. №10 (23). С. 77-87. Режим доступа: http://www.bulletennauki.com/bystrova-smirnova (дата обращения 15.10.2017).

Cite as (APA):

Bystrova, I., Smirnova, T., Bychkova, D., & Melikhov, M. (2017). Petroleum potential of the Devon's coal deposits of the North-West Pri-Caspy by the example of the Astrakhan vault. *Bulletin of Science and Practice,* (10), 77-87